

СИСТЕМА ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ТРУБОПРОВОДНЫМИ СИСТЕМАМИ НА ОСНОВЕ ВИРТУАЛЬНЫХ АНАЛИЗАТОРОВ

Н.В. Бакаляр, А.Б. Тмур, С.М. Юрченко (ООО «Интеком»)

Описывается программный комплекс для поддержки управления магистральными нефтепроводами в аспекте диагностики утечек и аварийных ситуаций. Рассмотрены основные принципы построения и архитектура системы поддержки принятия решений, основанной на математической модели течения.

Ключевые слова: система поддержки принятия решений, трубопроводный транспорт, математическая модель, диагностика нештатных ситуаций.

Введение

В настоящее время трубопроводный транспорт нефти является одним из наиболее дешевых видов транспорта нефти и нефтепродуктов. Однако в связи с тем, что подавляющее большинство нефтепроводов в России было построено еще в 70–80-е годы XX века, имеют место естественный износ нефтепроводов и, как следствие, высокая вероятность аварий с разрывом на линейной части трубопровода. Это влечет за собой разливы нефти, которые наносят гигантский ущерб окружающей среде, а ликвидация последствий таких разливов представляет собой трудозатратный и дорогостоящий процесс [1]. Чтобы избежать подобных ситуаций либо минимизировать ущерб для окружающей среды в случае аварии, принимается целый ряд мер [2] в части мониторинга режимов перекачки и показателей течения в нефтепроводе.

По большей части контроль за ТП в нефтепроводе принято осуществлять по измерениям показателей течения в контролируемых пунктах (КП). Такими показателями являются давление и расход. Однако длина трубопровода может достигать тысяч километров, в то время как стоимость установки и эксплуатации измерительных приборов высока. В связи с этим принято устанавливать датчики давления в среднем через каждые 20 км, а расходомеры только на нефтеперекачивающих станциях (расстояние между которыми порядка 200...300 км). Частота обновления данных с КП и расходомеров порядка 1...2 с. Таким образом, при управлении трубопроводом диспетчер имеет достаточно ограниченную информацию о процессе, который происходит в трубопроводе. Особенно это критично при пуске, останове или переходе с одного режима перекачки на другой, так как переходные процессы несут большую опасность заброса давления выше предельно допустимого значения.

Математические модели течения нефти в трубопроводе [3, 4] уже много лет используются при проектировании и расчете режимов эксплуатации трубопроводов. Численные методы, разработанные для решения уравнений данных моделей, позволяют решать нестационарные задачи при задании начального состояния и граничных условий. При этом в качестве граничных условий выступают показатели работы оборудования.

В связи с этим возникла идея создания системы поддержки принятия решений, основанной на осно-

ве математической модели течения в трубопроводной системе, реализованной в виде виртуального анализатора параметров ТП. Рассматривается структура СППР, перечисляются используемые алгоритмы.

Виртуальный анализатор параметров ТП

Виртуальный анализатор параметров ТП, основанный на гидродинамической модели течения и функционирующий в режиме РВ, позволяет решать одновременно две задачи:

- 1) предоставлять актуальную и подробную информацию о параметрах ТП диспетчеру, управляющему трубопроводом;
- 2) диагностировать нештатную ситуацию в случае отклонения фактических показателей от расчетных.

При этом в качестве входных данных для виртуального анализатора используются фактические показатели работы оборудования (частоты насосов, положения задвижек, регулирующих устройств и т. д.).

В рассматриваемой системе используется математическая гидродинамическая модель течения in:)Flow, разработанная в ООО «Интеком». Она представляет собой готовый продукт, опробованный на ряде нефтепроводов (в том числе используется при проектировании и разработке алгоритмов управления трубопроводной системы «Каспийский трубопроводный консорциум»). Она позволяет учитывать следующие особенности ТП. Во-первых, модель является нестационарной, что позволяет использовать виртуальный анализатор в процессах пуска/остановки нефтепровода, а также при переходных процессах. Во-вторых, модель позволяет учитывать так называемые самоотечные участки, то есть участки, в которых течение идет неполным сечением. В-третьих, реализован расчет профилей реологических свойств нефти (плотности и вязкости), то есть модель применима для нефтепроводов с варьируемой плотностью или вязкостью.

Архитектура СППР

Структурная схема СППР представлена на рис. 1. В систему диспетчерского контроля и управления в режиме РВ поступают значения измеренных технологических показателей с объекта. Всю технологическую информацию можно условно разделить на две группы:

- 1) измерения показателей работы оборудования (частоты насосов, положения задвижек и регуляторов, уровни нефти в резервуарах);

2) измерения показателей течения (давления, расходы).

На каждом шаге счета (длина которого равна 1 с) с виртуального анализатора поступает первая группа измерений, которая используется для задания граничных условий математической модели. После этого производится один расчетный шаг модели. Математическая модель рассчитывает профиль давлений и профиль скорости. Полученный профиль давления поступает в алгоритм сравнения расчетных и фактических показателей. Туда же поступают фактические измерения показателей течения. В связи с тем, что датчики давления имеют погрешность меньше, чем расходомеры, и установлены достаточно часто (по сравнению с расходомерами), принято сравнивать расчетные и фактические давления.

Алгоритм сравнения расчетных и фактических давлений на каждом шаге счета рассчитывает отклонения фактических давлений от расчетных. В случае выявления отклонений давления в трех подряд расположенных КП или превышения аварийного значения в течение 70 с формируется светозвуковая сигнализация для диспетчера, и СППР производит анализ возможных причин отклонения. Аварийным считается отклонение фактического давления более чем на $0,5 \text{ кгс/см}^2$ вниз от расчетного или $2,0 \text{ кгс/см}^2$ вверх от расчетного.

Алгоритмы диагностики нештатной ситуации

В СППР реализован ряд алгоритмов, которые позволяют диагностировать следующие возможные причины отклонения:

- 1) изменение гидравлического сопротивления трубопровода, связанное с запарафиниванием стенок трубопровода;
- 2) движение средства очистки и/или диагностики по трубопроводу;
- 3) изменение напорных характеристик насосных агрегатов в процессе эксплуатации;
- 4) изменение расходных характеристик регуляторов давления в процессе эксплуатации;
- 5) наличие самотечных участков;
- 6) расхождение расчетных и фактических значений давлений (напоров) в окрестности технологического оборудования, переведенного в режим имитации, вызванное несоответствием имитируемого состояния фактическому состоянию оборудования (например, задвижек нефтеперекачивающих станций);
- 7) потеря связи с отдельной НПС;
- 8) сбой в системе синхронизации времени измерений;
- 9) задержка передачи данных в СППР;
- 10) несанкционированный отбор нефти, то есть утечка;
- 11) несанкционированное закрытие задвижки на линейной части трубопровода.

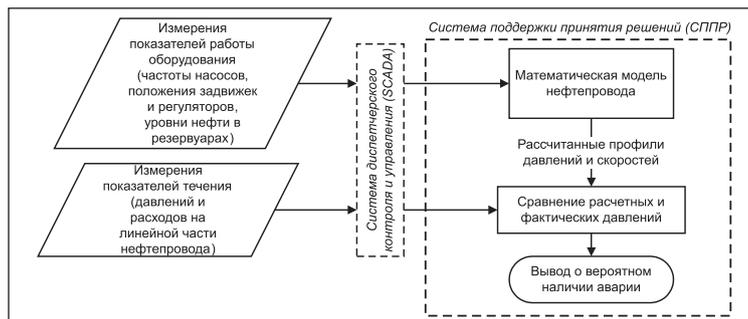


Рис. 1. Структурная схема СППР

В случае несанкционированного закрытия задвижки либо утечки СППР автоматически формирует сигнал остановки нефтепровода. Если причины отклонения не определены, система оповещает диспетчера и предлагает ему самостоятельно решить нужно ли производить остановку нефтепровода или нет.

Алгоритмы идентификации параметров модели

Важным вопросом при моделировании работы трубопроводного транспорта является подбор параметров оборудования, а именно: геометрических параметров (высотный профиль, диаметр) линейной части нефтепровода, напорных характеристик насосов, расходных характеристик регуляторов давления. Для оборудования станций (насосов и регуляторов давления) имеются паспортные характеристики, однако, как правило, они недостаточно точно соответствуют фактическим. Более того, имеет место износ оборудования и соответственно изменение этих характеристик с течением времени. Внутренние стенки трубопровода со временем запарафиниваются, что приводит к изменению внутреннего диаметра, а следовательно, к изменению гидродинамических потерь, создаваемых участком трубопровода.

Для решения вышеперечисленных проблем в СППР реализованы автоматизированные методы идентификации параметров оборудования. Идентификация выполняется следующим образом. При стационарном режиме течения анализируется режим работы оборудования (насоса, регулятора давления или участка трубопровода) и сохраняются основные показатели, характеризующие этот режим. Далее пользователь имеет возможность проанализировать полученные записи по всем режимам работы и построить обобщенную характеристику (для насоса/регулятора) или рассчитать эффективный диаметр для заданного участка трубопровода.

Дополнительно СППР решает две вспомогательные задачи: составляет прогноз заполнения/опорожнения резервуаров с целью предупредить диспетчера о приближении к нормативному уровню, а также контролирует и прогнозирует движение средств очистки и диагностики по трубопроводу.

Внедрение СППР

Впервые рассмотренная СППР была внедрена на трубопроводной системе «Восточная Сибирь —

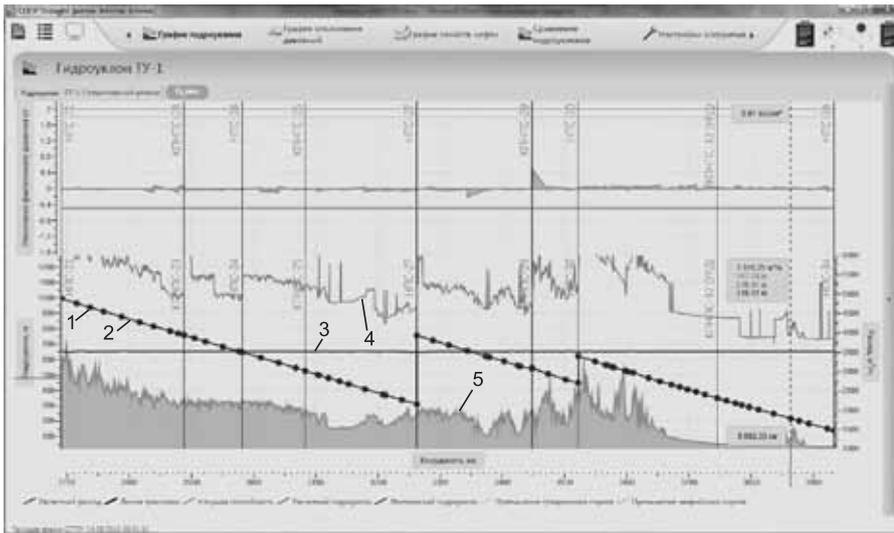


Рис. 2. Общий вид графического интерфейса СППР, где 1 – график фактического гидроуклона, 2 – график расчетного гидроуклона, 3 – график расчетного расхода, 4 – график несущей способности, 5 – линия высотных отметок нефтепровода. На рисунке стационарный режим течения, при котором совпадают фактический и расчетный гидроуклоны.

Тихий Океан» (ВСТО). В настоящее время СППР проходит опытную эксплуатацию на трубопроводной системе «ВСТО-2». На рис. 2 приведен общий вид графического интерфейса СППР для одного из трех технологических участков «ВСТО-2».

В этом окне отображаются следующие профили показателей.

1. График фактического гидроуклона: построен на основании фактически измеренных давлений (точки измерения давлений обозначены на синей линии синими маркерами).

2. График расчетного гидроуклона: построен на основании профиля давления, рассчитываемого встроенной математической моделью.

3. График расчетного расхода: построен на основании профиля скоростей, рассчитываемого встроенной математической моделью.

4. График несущей способности трубопровода.

5. Линия высотных отметок нефтепровода (линия с закрашенной областью под ней).

Помимо графика гидроуклона на основное окно СППР часто выводится график отклонений фактического гидроуклона от расчетного. Этот график строится как разность измеренных значений давлений и аналогичных расчетных. Также на график отклонений наносятся допустимые пороги (горизонтальные красные линии) для отклонения.

Такое отображение достаточно функционально, так как, с одной стороны, по графику гидроуклона удобно отслеживать процессы, происходящие в нефтепроводе (особенно распространение возмущений при переходных процессах). С другой — график отклонений

показывает в большом масштабе насколько фактический гидроуклон не совпадает с расчетным и превышение допустимых порогов отклонения.

СППР трубопроводной системы «ВСТО-2» является одной из подсистем Единой системы управления (ЕСУ), внедряемой на этом нефтепроводе. Основной целью внедрения является автоматизация управления и повышение надежности и безопасности ТП. Она реализует управление нефтепроводом (пуск, остановку и переходы с одного режима на другой) полностью в автоматическом режиме с целью снижения влияния «человеческого фактора». СППР в этой системе призвана диагностировать аварийную ситуацию и сформировать сигнал для автоматической остановки нефтепровода. Оценить

количественные показатели повышения надежности невозможно в виду конфиденциальности информации о нештатных и аварийных ситуациях на нефтепроводе. Однако по результатам испытаний СППР на работающем нефтепроводе получены следующие результаты.

1) В отсутствие нештатных ситуаций отклонения фактических показателей ТП от соответствующих показателей, полученных виртуальным анализатором, не превышают указанных выше порогов (отклонение фактического давления на $0,5 \text{ кгс/см}^2$ вниз от расчетного или $2,0 \text{ кгс/см}^2$ вверх от расчетного).

2) СППР позволяет диагностировать утечки с расходом 1% от текущего расхода в нефтепроводе.

Заключение

Разработанная СППР является мощным инструментом диагностики нештатных ситуаций и наглядно отображает процесс течения в нефтепроводе. Она основана на виртуальном анализаторе, который учитывает многие особенности параметров ТП в трубопроводных системах. В системе реализован ряд вспомогательных алгоритмов для обеспечения высокой точности анализа и для анализа нештатной ситуации в автоматическом режиме.

Список литературы

1. *Вайншток С.М.* Трубопроводный транспорт нефти. М.: Недра-Бизнесцентр. Т.1. 2002; Т.2. 2004.
2. *Verde C., Molina L., Carrera-Méndez R.* Practical Issues of Leak Diagnosis in Pipelines // Proceedings of the 18th IFAC World Congress. 2011.
3. *Гликман Б.Ф.* Математические модели пневмогидравлических систем. М.: Наука, 1986.

Бакаляр Николай Владимирович – ведущий специалист, Тмур Антон Борисович – главный специалист Юрченко Сергей Михайлович – технический директор ООО «Интеком».

Контактный телефон (499)967-85-38.

E-mail: n.bakalyar@intecom-energo.ru a.tmur@intecom-energo.ru s.yurchenko@intecom-energo.ru